

ISSN 0028-2448

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

8 · 1987



Энергоемкость добычи нефти и газа в ведущих капиталистических странах

А. А. КОНОПЛЯНИК
(ИМЭМО АН СССР)

Целью данной работы было исследование динамики энергоемкости продукции и ее частных показателей (газо-, электро-, нефтеемкости и др.) в нефтегазодобывающей отрасли ведущих капиталистических стран: США, Канады, ФРГ, Франции, Великобритании, Италии, Нидерландов и Норвегии.

Для сопоставимости расчеты проведены на базе данных энергетической статистики Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) («OECD Energy Statistics», до 1980 г. издавалась под названием *Statistics of Energy*), которые при необходимости и возможности дополнялись информацией статистической службы ООН.

На рисунке представлены результаты математической обработки динамических рядов энергоемкости натуральной товарной продукции отрасли (в кг у.т./т у.т.) за 1971—1982 гг. по шести странам.

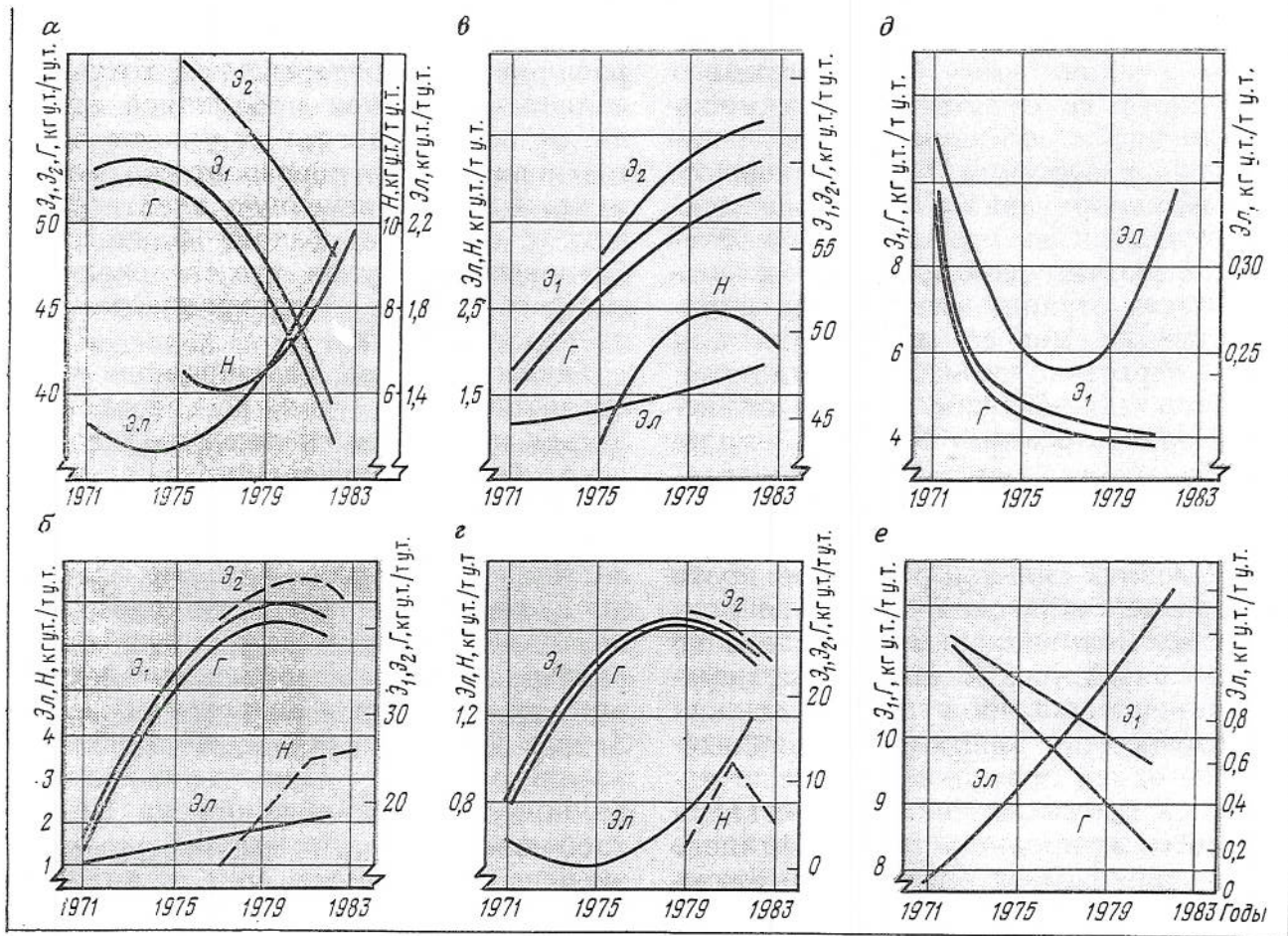
Недостаточно статистически длительный период снижения энергоемкости в ФРГ, Франции и Норвегии не дает оснований судить об устойчивости этой тенденции, однако почти 10-летнее выровненное ее падение в США позволяет сделать некоторые, в том числе и парадоксальные на первый взгляд, выводы.

С 1973 по 1982 г. энергоемкость нефтегазодобычи в США снизилась на 27 % по сравнению с максимальной, т. е. она падала со среднегодовым темпом 3,45 %. Экономически это означает, что данное быстрое и устойчивое уменьшение не могло произойти в результате перестройки технологической базы отрасли на энергосбе-

регающий тип воспроизводства. В его основе, видимо, лежат другие факторы, в первую очередь структурные.

Действительно, в начале 70-х годов США характеризовались самой высокой среди рассматриваемых стран энергоемкостью нефтегазодобычи, которая больше, чем в Канаде, ФРГ, Италии, Нидерландах, Франции соответственно примерно в 1,1; 3,4; 4,4; 5,6; 6,8 раза. С тех пор техническая база нефтегазодобычи и, следовательно, энергетические к. п. д. промышленного оборудования сохранились почти неизменными. В то же время основные природно-геологические характеристики месторождений, определяющие энергоемкость отрасли, значительно ухудшились: увеличилась обводненность, уменьшились дебиты скважин, возросли глубины и др. Все это способствовало росту удельного расхода энергоносителей на единицу добытых углеводородов. В этих условиях единственным объяснением 27 %-ного снижения энергоемкости нефтегазодобычи за 1973—1982 гг. из-за отсутствия ярко выраженных признаков технологической экономии энергии может быть лишь структурный фактор — интенсивный рост добычи нефти на Аляске (от 2 до 20 % по стране) в указанный период. Однако автор не исключает, что какую-то (трудно или вообще не поддающуюся калькуляции) часть снижения энергоемкости все же следует отнести к технологической экономии энергии за счет множества небольших усовершенствований применяемой техники, направленных на повышение ее энергетических к. п. д., что можно назвать «эволюционной энергоэкономией». Как показали расчеты, вклад отдельных усовершенствований такого рода в снижение энергоемкости добычи нефти в США измеряется тысячами долями процента. Следовательно, чтобы эволюционная энергоэкономия стала значимым фактором снижения энергоемкости, число данных усовершенствований должно достигать десятков и сотен тысяч, охватить которые достоверным статистическим учетом невозможно.

На Аляске, кроме глубины бурения скважин, которая в 1970—1984 гг. примерно в 2 раза превышала среднюю по стране, и климатических условий, все основные показатели, определяющие уровень энергоемкости продукции от-



Выровненная динамика энергоёмкости товарной добычи углеводородов и ее частных показателей в США (а), ФРГ (б), Канаде (в); Франции (г), Нидерландах (д) и Италии (е):

$\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2$ — энергоёмкость соответственно без учета и с учетом нефтепотребления; Γ — газоёмкость; $\mathcal{E}_\text{эл}$ — электроёмкость; H — нефтеёмкость

расли, более благоприятны, чем в целом по США. Это связано с началом эксплуатации в 1977 г. месторождения Прадхо-Бэй, на долю которого приходится $\frac{9}{10}$ добычи нефти в штате. Разработка месторождения Прадхо-Бей является главным фактором снижения энергоёмкости продукции отрасли в результате того, что степень его истощенности в 2 раза (40,1 % на начало 1985 г.), чем в среднем по США, а степень обводненности продукции в 13 раз (около 6 % в начале 80-х годов) ниже, чем в среднем по стране; дебиты скважин почти в 200 раз превышают средние по стране; на долю этого месторождения приходится около 25 % текущих доказанных извлекаемых запасов нефти США и примерно 18 % общей добычи по стране [1—3]. Таким образом, разнонаправленное влияние природного фактора на динамику энергоёмкости нефтегазодобычи в «нижних» 48 штатах и на Аляске через эффект структурных сдвигов снизило в целом энергоёмкость

продукции американской нефтегазодобывающей отрасли.

В энергоснабжении нефтегазодобычи в рассматриваемых восьми странах преимущественно используют природный и нефтяной газ. Его доля в балансе подведенной энергии в начале 80-х годов составила 80 % в Великобритании, 85 % в Италии и более 90 % в других странах, причем в Канаде и Франции — более 95 %. Остальная часть энергопотребления отрасли приходится на сжиженный нефтяной газ в Великобритании, газойль и дизельное топливо в Норвегии и электроэнергию в прочих шести странах. Высокий удельный вес природного и нефтяного газа в энергопотреблении отрасли является основной причиной близости динамики энерго- и газоёмкости продукции нефтегазодобычи (см. рисунок).

Электроёмкость продукции изменяется на относительно невысоком уровне. Однако следует иметь в виду, что действительное потребление электроэнергии в отрасли превышает рассчитан-

ное по данным статистики ОЭСР, поскольку последняя не позволяет определить, какая часть утилизируемого природного газа превращается непосредственно в полезную работу, а какая преобразуется в электроэнергию.

В Великобритании и Норвегии электроэнергия из энергосистемы в нефтегазодобыче не используется. В остальных шести странах отмечается наращивание объемов ее применения для нужд энергоснабжения отрасли, в чем, вероятно, заключается одно из объяснений причин быстрого снижения уровня газоемкости добычи углеводородов в США, Италии и Франции и замедления его роста в Канаде и ФРГ.

В условиях сильной разветвленности электроэнергетических систем во всех указанных странах, в том числе в 48 штатах США (без Аляски), при наращивании масштабов использования электроэнергии фирмам-производителям выгоднее переходить от ее выработки на промыслах за счет сжигания добытого природного или нефтяного газа к закупкам у электроэнергетических компаний по двум причинам.

Во-первых, действие эффекта концентрации предопределяет этот переход по экономическим соображениям: издержки централизованного производства, передачи и распределения электроэнергии свыше некоторого уровня опроса при прочих равных условиях будут ниже, чем издержки децентрализованного ее производства и распределения. Следовательно, для компании будет выгодно перейти к электроснабжению из энергосистемы при таком уровне действительных или прогнозируемых потребностей в электроэнергии, когда разница издержек децентрализованного и централизованного производства электроэнергии превысит уровень издержек ее передачи при централизованном производстве. Поэтому чем выше разветвленность энергосистем (распределительных сетей), тем при прочих равных условиях при меньшем спросе на электроэнергию выгоднее переходить от автономного к централизованному электроснабжению промысла, в первую очередь за счет меньшей протяженности соединительной ЛЭП.

Во-вторых, в США, например, фирма-производитель не освобождается от платы за право разработки недр на тот объем добытого газа, который ис-

пользован на собственные нужды промысла [4]. В связи с этим для генерирования электроэнергии газ, хотя и не является товарной продукцией отрасли, не освобождается от уплаты налогов и полностью переносит свою стоимость на произведенную электроэнергию, т. е. он не создает финансовых (ценовых) стимулов, что следовало бы ожидать, для децентрализованного электроснабжения.

Таким образом, наращивание электропотребления должно сопровождаться переходом от децентрализованного к централизованному электроснабжению в условиях сильной разветвленности электроэнергетических систем. Это сопровождается следующим статистическим эффектом. При централизованном электроснабжении потребляемая на промыслах электроэнергия проходит в энергетических балансах ОЭСР по статье «Потребление электроэнергии». При децентрализованном электроснабжении та же потребляемая на промыслах электроэнергия учитывается уже в виде пошедшего на ее выработку газа, поэтому проходит по статье «Потребление газа». При существующих энергетических к. п. д. газотурбинных установок, равных 31 % в Великобритании, 37 % в США, 39 % в Италии, 40 % в ФРГ, 41 % в Нидерландах, 46 % в Канаде, 47 % во Франции и 33 % в целом по ОЭСР [5], переход от децентрализованного к централизованному электроснабжению означает, что увеличение на единицу статьи «Потребление электроэнергии» сопровождается автоматическим уменьшением статьи «Потребление газа» на 2—3 единицы. Это также явилось одной из причин снижения расчетной газоемкости в США, Италии и Франции и замедления тенденции ее роста в Канаде и ФРГ.

Во всех рассматриваемых государствах динамика энергоемкости нефтегазодобычи практически полностью определялась изменением газоемкости продукции и доли газа в энергопотреблении отрасли. Изменение энергоемкости за счет электроэнергетического компонента было несколько больше 4 % в Италии и много меньше 1 % в остальных рассматриваемых странах. Основным фактором динамики энергоемкости продукции отрасли во всех восьми странах остается изменение ее газоемкости: лишь в Италии на долю

этого компонента приходится около 3/4 общего изменения энергоемкости, в США, ФРГ, Франции, Нидерландах он превышает 90 %, а в Канаде, Великобритании, Норвегии — 100 %.

Природный и нефтяной газ применяют в отрасли для преобразования, во-первых, в тепловую энергию (в различных печах и нагревателях) для обеспечения процесса добычи, сбора и промысловой подготовки нефти и газа и, во-вторых, в механическую энергию в газотурбинных установках и двигателях внутреннего сгорания, служащих непосредственным приводом насосов, компрессоров или электрогенераторов, обеспечивающих электроэнергией промысловые объекты.

Все это позволяет кардинально решать проблемы энергоснабжения промыслов, возникающие при разработке месторождений, особенно в труднодоступных и удаленных районах (Аляска, Северное море), характеризующихся отсутствием сформированной инфраструктуры. К ним относятся:

использование нефтяного газа во избежание сжигания его в факелах¹ при невозможности (по экономическим соображениям) переработки и дальнего транспорта;

обеспечение электроэнергией технологических и бытовых нужд промыслов как при временном отсутствии ЛЭП в начальный период освоения месторождений при схеме электроснабжения, предусматривающей подключение промысла к электростанции или к энергосистеме, так и при запланированном автономном энергоснабжении промысла.

Избыточные (сверх преобразуемых в тепловую и механическую энергию) объемы нефтяного газа при помощи компрессоров с приводом от газовых турбин, как правило, закачивают в продуктивные пласты для поддержания пластового давления и временного захоронения. По мере строительства

¹ Газ, сжигаемый в факелах, не входит в товарную продукцию отрасли, вследствие чего не учитывается показателями газо- и энергоемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи. С 1973 по 1983 г. сжигание нефтяного газа в факелах было снижено в США с 7,03 до 2,41 млрд. м³ и установилось на уровне 0,5 % его добычи. В Великобритании разрешение на сжигание газа в факелах может быть дано правительственными органами только на период обустройства месторождений [6, 7].

газопроводов этот газ добывается и транспортируют к потребителю.

Примером полной утилизации добываемого нефтяного газа с самого начала разработки и в экстремальных природных условиях является месторождение Прадхо-Бэй.

Из-за отсутствия внешнего транспорта основной объем нефтяного газа (примерно 56 млн. м³/сут) компримируют и при давлении 32 МПа закачивают в газовую шапку месторождения с помощью 13 центробежных компрессоров единичной мощностью 18,65 МВт с приводом от газовых турбин.

Центральная электростанция Прадхо-Бэй в модульном исполнении общей мощностью 150 МВт, оснащенная семью электрогенераторами с приводом от газовых турбин, обеспечивает электроэнергией все технологические и жилые объекты месторождения. Топливом для газовых турбин служит нефтяной газ.

На месторождении построена нефтешлакоутилизационная колонна, с помощью которой с самого начала разработки обеспечивают дизельным топливом и бензином буровые установки и транспортные средства, что позволяет избежать встречных перевозок нефти и нефтепродуктов и сопряженных с ними потерь жидкого топлива.

На месторождении Прадхо-Бэй полностью используется тепло, полученное при сжигании нефтяного газа. Так, на береговом модуле фирмы ARCO Alaska inc. по закачке морской воды в продуктивный пласт утилизация выхлопа четырех газовых турбин и выделившегося тепла приводимых ими в действие водяных насосов эквивалентна соответственно 19,6 и 8,3 т у.т/ч, что обеспечивает подогрев на 22 °С 116—128 млн. м³/год морской воды и достаточно для покрытия нужд на отопление этого модуля в условиях арктического лета на северном склоне Аляски [1—3, 8].

Как показывает статистика ОЭСР, для собственных нужд нефтегазодобывающей отрасли жидкое топливо применяют лишь Великобритания, Норвегия и ФРГ. В ФРГ в отдельные годы в балансе подведенной энергии использовались газойль и дизельное топливо, однако их доля не превышала 0,1 %. Данные о потреблении сырой нефти нефтегазодобывающей отраслью в известной автору статистике отсут-

ное по данным статистики ОЭСР, поскольку последняя не позволяет определить, какая часть утилизируемого природного газа превращается непосредственно в полезную работу, а какая преобразуется в электроэнергию.

В Великобритании и Норвегии электроэнергия из энергосистемы в нефтегазодобыче не используется. В остальных шести странах отмечается наращивание объемов ее применения для нужд энергоснабжения отрасли, в чем, вероятно, заключается одно из объяснений причин быстрого снижения уровня газоемкости добычи углеводородов в США, Италии и Франции и замедления его роста в Канаде и ФРГ.

В условиях сильной разветвленности электроэнергетических систем во всех указанных странах, в том числе в 48 штатах США (без Аляски), при наращивании масштабов использования электроэнергии фирмам-производителям выгоднее переходить от ее выработки на промыслах за счет сжигания добытого природного или нефтяного газа к закупкам у электроэнергетических компаний по двум причинам.

Во-первых, действие эффекта концентрации предопределяет этот переход по экономическим соображениям: издержки централизованного производства, передачи и распределения электроэнергии свыше некоторого уровня опроса при прочих равных условиях будут ниже, чем издержки децентрализованного ее производства и распределения. Следовательно, для компании будет выгодно перейти к электроснабжению из энергосистемы при таком уровне действительных или прогнозируемых потребностей в электроэнергии, когда разница издержек децентрализованного и централизованного производства электроэнергии превысит уровень издержек ее передачи при централизованном производстве. Поэтому чем выше разветвленность энергосистем (распределительных сетей), тем при прочих равных условиях при меньшем спросе на электроэнергию выгоднее переходить от автономного к централизованному электроснабжению промысла, в первую очередь за счет меньшей протяженности соединительной ЛЭП.

Во-вторых, в США, например, фирма-производитель не освобождается от платы за право разработки недр на тот объем добытого газа, который ис-

пользован на собственные нужды промысла [4]. В связи с этим для генерирования электроэнергии газ, хотя и не является товарной продукцией отрасли, не освобождается от уплаты налогов и полностью переносит свою стоимость на произведенную электроэнергию, т. е. он не создает финансовых (ценовых) стимулов, что следовало бы ожидать, для децентрализованного электроснабжения.

Таким образом, наращивание электропотребления должно сопровождаться переходом от децентрализованного к централизованному электроснабжению в условиях сильной разветвленности электроэнергетических систем. Это сопровождается следующим статистическим эффектом. При централизованном электроснабжении потребляемая на промыслах электроэнергия проходит в энергетических балансах ОЭСР по статье «Потребление электроэнергии». При децентрализованном электроснабжении та же потребляемая на промыслах электроэнергия учитывается уже в виде пошедшего на ее выработку газа, поэтому проходит по статье «Потребление газа». При существующих энергетических к. п. д. газотурбинных установок, равных 31 % в Великобритании, 37 % в США, 39 % в Италии, 40 % в ФРГ, 41 % в Нидерландах, 46 % в Канаде, 47 % во Франции и 33 % в целом по ОЭСР [5], переход от децентрализованного к централизованному электроснабжению означает, что увеличение на единицу статьи «Потребление электроэнергии» сопровождается автоматическим уменьшением статьи «Потребление газа» на 2—3 единицы. Это также явилось одной из причин снижения расчетной газоемкости в США, Италии и Франции и замедления тенденции ее роста в Канаде и ФРГ.

Во всех рассматриваемых государствах динамика энергоемкости нефтегазодобычи практически полностью определялась изменением газоемкости продукции и доли газа в энергопотреблении отрасли. Изменение энергоемкости за счет электроэнергетического компонента было несколько больше 4 % в Италии и много меньше 1 % в остальных рассматриваемых странах. Основным фактором динамики энергоемкости продукции отрасли во всех восьми странах остается изменение ее газоемкости: лишь в Италии на долю

этого компонента приходится около $\frac{3}{4}$ общего изменения энергоемкости, в США, ФРГ, Франции, Нидерландах он превышает 90 %, а в Канаде, Великобритании, Норвегии — 100 %.

Природный и нефтяной газ применяют в отрасли для преобразования, во-первых, в тепловую энергию (в различных печах и нагревателях) для обеспечения процесса добычи, сбора и промышленной подготовки нефти и газа и, во-вторых, в механическую энергию в газотурбинных установках и двигателях внутреннего сгорания, служащих непосредственным приводом насосов, компрессоров или электрогенераторов, обеспечивающих электроэнергией промышленные объекты.

Все это позволяет кардинально решать проблемы энергоснабжения промыслов, возникающие при разработке месторождений, особенно в труднодоступных и удаленных районах (Аляска, Северное море), характеризующихся отсутствием сформированной инфраструктуры. К ним относятся:

использование нефтяного газа во избежание сжигания его в факелах¹ при невозможности (по экономическим соображениям) переработки и дальнего транспорта;

обеспечение электроэнергией технологических и бытовых нужд промыслов как при временном отсутствии ЛЭП в начальный период освоения месторождений при схеме электроснабжения, предусматривающей подключение промысла к электростанции или к энергосистеме, так и при запланированном автономном энергоснабжении промысла.

Избыточные (сверх преобразуемых в тепловую и механическую энергию) объемы нефтяного газа при помощи компрессоров с приводом от газовых турбин, как правило, закачивают в продуктивные пласты для поддержания пластового давления и временного захоронения. По мере строительства

¹ Газ, сжигаемый в факелах, не входит в товарную продукцию отрасли, вследствие чего не учитывается показателями газо- и энергоемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи. С 1973 по 1983 г. сжигание нефтяного газа в факелах было снижено в США с 7,03 до 2,41 млрд. м³ и установилось на уровне 0,5 % его добычи. В Великобритании разрешение на сжигание газа в факелах может быть дано правительственными органами только на период обустройства месторождений [6, 7].

газопроводов этот газ добывают и транспортируют к потребителю.

Примером полной утилизации добываемого нефтяного газа с самого начала разработки и в экстремальных природных условиях является месторождение Прадхо-Бэй.

Из-за отсутствия внешнего транспорта основной объем нефтяного газа (примерно 56 млн. м³/сут) компримируют и при давлении 32 МПа закачивают в газовую шапку месторождения с помощью 13 центробежных компрессоров единичной мощностью 18,65 МВт с приводом от газовых турбин.

Центральная электростанция Прадхо-Бэй в модульном исполнении общей мощностью 150 МВт, оснащенная семью электрогенераторами с приводом от газовых турбин, обеспечивает электроэнергией все технологические и жилые объекты месторождения. Топливом для газовых турбин служит нефтяной газ.

На месторождении построена нефтефракционная колонна, с помощью которой с самого начала разработки обеспечивают дизельным топливом и бензином буровые установки и транспортные средства, что позволяет избежать встречных перевозок нефти и нефтепродуктов и сопряженных с ними потерь жидкого топлива.

На месторождении Прадхо-Бэй полностью используется тепло, полученное при сжигании нефтяного газа. Так, на береговом модуле фирмы ARCO Alaska inc. по закачке морской воды в продуктивный пласт утилизация выхлопа четырех газовых турбин и выделившегося тепла приводимых ими в действие водяных насосов эквивалентна соответственно 19,6 и 8,3 т у.т/ч, что обеспечивает подогрев на 22 °С 116—128 млн. м³/год морской воды и достаточно для покрытия нужд на отопление этого модуля в условиях арктического лета на северном склоне Аляски [1—3, 8].

Как показывает статистика ОЭСР, для собственных нужд нефтегазодобывающей отрасли жидкое топливо применяют лишь Великобритания, Норвегия и ФРГ. В ФРГ в отдельные годы в балансе подведенной энергии использовали газойль и дизельное топливо, однако их доля не превышала 0,1 %. Данные о потреблении сырой нефти нефтегазодобывающей отраслью в известной автору статистике отсут-

Страна	Метод воздействия на пласт	Годы				
		1975	1977	1979	1981	1983
США	Паротепловой	$\frac{13\ 350}{5\ 720}$	$\frac{14\ 200}{6\ 090}$	$\frac{13\ 850}{5\ 930}$	$\frac{16\ 400}{7\ 020}$	$\frac{20\ 350}{8\ 720}$
		$\frac{280}{34-45}$	$\frac{560}{67-90}$	$\frac{680}{82-109}$	$\frac{575}{69-92}$	$\frac{360}{43-58}$
Канада	Паротепловой	$\frac{140}{60}$	$\frac{375}{160}$	$\frac{545}{235}$	$\frac{700}{300}$	$\frac{535}{230}$
		$\frac{325}{59-124}$	$\frac{330}{59-125}$	$\frac{380}{68-144}$	$\frac{315}{57-120}$	$\frac{32}{6-12}$
ФРГ	Паротепловой	—	$\frac{47}{20}$	Нет данных	$\frac{164}{70}$	$\frac{166}{71}$
Франция	»	—	Нет данных	$\frac{13}{6}$	$\frac{20}{9}$	$\frac{13}{6}$

Примечание. В числителе указан объем дополнительно добытой нефти (тыс. т/год) за счет термического метода воздействия на пласт, в знаменателе — расчетные уровни потребления нефти (тыс. т/год) для применения указанных методов.

ствуют, несмотря на то, что здесь нефть используют в качестве подведенной энергии при применении термических методов повышения нефтеотдачи. Поэтому объем потребляемой отраслью нефти и нефтеемкость нефтегазодобычи можно оценить очень приблизительно, исходя из динамики дополнительной добычи нефти с помощью указанных методов. Статистика добычи нефти с применением методов повышения нефтеотдачи приводится в обзорах, публикуемых в Oil and Gas Journal.

По анализируемой группе стран данные о добыче нефти за счет использования термических методов воздействия на пласт имеются по США, Канаде (с 1975 г.), ФРГ и Франции (с 1977 г.). При этом в США и Канаде применяют паротепловое воздействие на пласт и методы внутрипластового горения (ВГ); в ФРГ и Франции — только закачку пара (см. таблицу).

Существуют две возможности определения энергетической эффективности ВГ. С одной стороны, в соответствии с общепринятыми в СССР и за рубежом методиками можно рассматривать сжигаемую в пласте нефть (особенно при влажном горении) как неизвлекаемую с помощью современных технологий, поскольку в пласте сгорают неподвижные коксоподобные веществ-

ва, остающиеся после испарения легких компонентов нефти. В этом случае расход пластовой нефти для получения 1 т дополнительной нефти как бы будет равен нулю, а энергетическая эффективность данного метода повышения нефтеотдачи составит 100%. С другой стороны, ресурсы нефти невозполнимы, и значение их для мировой экономики велико. Поэтому на современном этапе неучет ее сгорания в пласте равносильен прямому экономическому ущербу от применения данного метода для будущих поколений, поскольку эволюция научно-технического развития приведет к тому, что неизвлекаемую в современных условиях нефть станет не только технически возможно, но и экономически выгодно добывать. В связи с этим автор считает правильным реализовать вторую возможность и хотя бы приблизительно учитывать количество сжигаемой в пласте нефти при определении уровня энергопотребления отрасли.

Расчеты показали, что в США примерное отношение объемов сжигаемого топлива и добытой за счет применения ВГ нефти колеблется по группе из 10 месторождений (по которым имеется соответствующая статистика) от 8,4 до 526,9%; в Канаде по 3 месторождениям — от 5,8 до 64,2%. Средневзвешенные по объемам дополнительной добычи с помощью этого метода

вили в США 12—16 %, в Канаде — 18—38 %. В соответствии с ними рассчитаны представленные в таблице примерные объемы пластовой нефти, сожженной при применении ВГ.

Так как источники статистических данных, по которым можно было бы непосредственно определить фактический расход нефти на получение пара для его закачки в пласт, отсутствуют, при расчете уровня удельного нефтепотребления для проведения этого метода повышения нефтеотдачи автор исходил из того, что эффективным паротепловое воздействие на пласт считается при расходе пара, не превышающем 4—6 м³ на 1 м³ добытой нефти. Таким образом, закачка пара будет выгодна, если на его получение в парогенераторах будет уходить не более 1/3 добытой с его помощью нефти [4]. По данным опросов фирм-операторов доля дополнительно добытой нефти за счет рентабельных проектов по паротепловому воздействию на пласт в США устойчиво росла и за 1975—1983 гг. увеличилась от 89 до 98 %. В связи с этим данный метод повышения нефтеотдачи в США можно считать вышедшим на стадию коммерческого использования с устойчиво приемлемой нормой рентабельности. В целом по США, Канаде, ФРГ и Франции в 1983 г. уже не менее 96,1 % суммарной добычи дополнительной нефти с помощью паротепловых методов приходилось на проекты рентабельного их применения. Следовательно, можно рассчитывать уровень нефтепотребления отрасли при закачке пара (см. таблицу) исходя из того, что при реализации этих методов для добычи 3 т нефти 1 т сжигается в парогенераторах [4]. Как показала математическая обработка динамических рядов нефтеемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи в США и Канаде, в обеих странах они описываются противоположно направленными параболой с явно выраженными экстремумами (см. рисунок). Наличие данных о нефтепотреблении в отрасли ФРГ и Франции только за три года (см. таблицу) не позволило построить выровненные динамические ряды нефтеемкости в этих странах и ограничило автора расчетом точечных ее значений (см. рисунок).

Проведенные расчеты уровней неф-

скорректировать вычисленные на базе данных статистики ОЭСР уровни энергоемкости натуральной товарной продукции отрасли, повышая их в начале 80-х годов примерно на 4 % во Франции и Канаде, на 8 % в ФРГ и на 20 % в США. Таким образом, удельное потребление нефти в этот период во Франции и Канаде было примерно равным, а в ФРГ и США превышало соответственно в 2 и 4 раза удельное электропотребление, но значительно уступало удельному потреблению газа в США, ФРГ, Канаде, Франции соответственно в 4—5; 12; 23—25; 26 раз.

Даже в США при отмечающихся тенденциях снижения газоемкости и роста нефте- и электроемкости натуральной товарной продукции отрасли изменение удельного потребления газа и доли газа в энергопотреблении отрасли остается главным и единственным значимым фактором динамики энергоемкости нефтегазодобычи. При этом в США и Канаде изменение удельного потребления газа является более значимым фактором по сравнению с изменением удельного потребления других энергоносителей и их доли в балансе подведенной энергии. Почти 4/5 в США и около 4/3 (т. е. более 100 %) в Канаде вклада всех этих факторов в динамику энергоемкости натуральной продукции отрасли за 1975—1982 гг. приходится на долю изменения ее газоемкости.

Таким образом, как без учета нефтепотребления, так и с его учетом динамика энергоемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи в рассматриваемых странах практически повторяет динамику ее газоемкости, но на несколько более высоком уровне (см. рисунок). Дальнейшее повышение эффективности использования энергии в нефтегазодобывающей отрасли ведущих промышленно развитых капиталистических стран и в ближайшей перспективе будет зависеть в основном от эффективности использования отраслью газа.

1. Vast \$ 10.5 billion program to maintain production, hike recovery at Prudhoe Bay. — Oil and Gas Journal, 1982, 12/VII, v. 80, N 28, p. 78—80.

2. Leonard J. Big waterflood to boost Prudhoe recovery. — Oil and Gas Journal, 1983, 18/IV, v. 81, N 16, p. 71—76.

3. *Leonard J.* Offshore seawater treatment plant for Prudhoe waterflood. — Oil and Gas Journal, 1983, 18/IV, v. 81, N 16, p. 76—78, 80, 84, 86.

4. *Petzet G. A., Williams B.* Enhanced oil recovery projects moving to field at slower pace. — Oil and Gas Journal, 1984, 20/II, v. 82, N 8, p. 19—22.

5. *Energy Balances of OECD countries, 1982/1983.* IEA/OECD, Paris, 1985, p. 5, 41, 53, 57, 73, 85, 93, 117, 121.

6. *Gas Facts, 1977 Data.* AGA, Department of Statistics, USA, 1978, p. 23.

7. *World Natural Gas. (Resources and Trade). A Noroil Survey.* — Noroil, 1984, X, v. 12, N 10, p. 33.

8. *Simpson O. G.* Production at Prudhoe Bay. — Proceedings of the Eleventh World Petroleum Congress, Chichester, UK, 1984. — v. 3: Production, RTD 1 (1), p. 131—139.

УВАЖАЕМЫЙ ЧИТАТЕЛЬ!

Журнал — Ваш творческий посредник: информирует, консультирует, советует, знакомит...

Его страницы, отражающие результативность научно-практического поиска нестандартных решений, содействуют продуктивному общению ученых, специалистов и организаторов производства.

В разделах журнала освещаются темы основных направлений развития нефтяной промышленности:

экономика, бурение скважин, добыча нефти, рациональное использование нефтяного газа, транспорт и хранение нефти, безопасность труда, охрана окружающей среды, техническая консультация и рекомендации, обмен производственным опытом, зарубежная информация, подборки новостей, рекламные страницы и другие материалы.

Подписаться на журнал Вы можете без ограничения в любом отделении связи.

Подписная цена годового комплекта журнала 9 р. 60 к.

Художественный редактор *Е. Л. Юрковская*
Корректор *С. С. Борисова*
Технический редактор *Л. Г. Лаврентьева*

Сдано в набор 25.06.87. Подписано в печать 23.07.87. Т-01902. Формат 70×108^{1/16}.
Печать высокая. Усл. печ. л. 7,35 с вкл. Усл. кр.-отт. 16,1. Уч.-изд. л. 8,85.
Тираж 5680 экз. Заказ 1446.

Адрес редакции почтовый: 113816, Москва, наб. Мориса Тореза, 26/1, редакция
журнала «Нефтяное хозяйство».
Редакция находится по адресу: Старомонетный пер., д. 10, комн. 201, 203.
Тел.: 239-88-62, 231-28-29.

Ордена Трудового Красного Знамени
Чеховский полиграфический комбинат ВО «Союзполиграфпром»
Государственного комитета СССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли, 142300, г. Чехов Московской области